

Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы)

А.В. Ступакова¹, И.И. Хведчук², Р.С. Сауткин¹, Н.И. Коробова¹, Е.Д. Сивкова^{1*}

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²ПАО «Красноярскгазпром», Москва, Россия

В работе рассмотрены этапы формирования современных залежей в пределах юго-западной части Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна. Описаны основные нефтегазоматеринские толщи, способные генерировать углеводороды, рассмотрено строение терригенного резервуара, разработана модель формирования залежей. Выявлены вторичные преобразования резервуара в зоне развития древних водо-нефтяных контактов (палео-ВНК), полностью запечатывающие пустотное пространство. Наличие нескольких палео-ВНК является доказательством многостадийного переформирования залежей. После изменения структурного плана в палеозой-мезозойское время эти зоны работают литологическими флюидоупорами. Соответственно большая часть сгенерированных углеводородов распределяется на пути миграции в пределах склонов современных крупных структур и в переформированных неантиклинальных ловушках. Изучение путей миграции углеводородов от генерации до аккумуляции и особенности вторичных преобразований позволило установить наличие сложного многоступенчатого процесса переформирования палеозалежей и выявить механизмы их образования.

Ключевые слова: переформирование залежей, Восточная Сибирь, Байкитская антеклиза, непский горизонт, ванаварская свита, палео-ВНК, палеорекострукции, изменение фильтрационно-емкостных свойств, вторичные преобразования пород, изменение пустотного пространства

Для цитирования: Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Сивкова Е.Д. (2019). Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы). *Георесурсы*, 21(2), с. 31-41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41>

Введение

Размещение скоплений нефти и газа в древних толщах и древних нефтегазоносных бассейнах, то есть тех, которые претерпевали структурную перестройку не только на завершающем этапе фанерозойской эры, но и на более ранних этапах, контролируется сложным процессом формирования и последующего многоступенчатого переформирования первоначальных скоплений углеводородов. Для понимания этих процессов и механизмов формирования и переформирования залежей нефти и газа необходимо проследить пути миграции углеводородов от места их зарождения и первоначального скопления до последующего перераспределения в отдельные разобщенные залежи. Направления и механизмы перераспределения некогда единого скопления углеводородов в отдельные залежи контролируются структурным планом на каждый этап геологической истории бассейна. Перемещения флюидов во времени и пространстве сопровождаются вторичными преобразованиями природного резервуара, по которому движется газ, нефть или вода.

В силу химических реакций, которые протекают в породе на контактах с газом, нефтью или водой, одна и та же порода может на одном этапе геологической истории

развития бассейна работать как коллектор, а на другом этапе будет представлять из себя плотную сцементированную породу, не способную пропускать флюид, формируя литологические экраны на пути движения флюидов. Такие вторичные процессы достаточно широко распространены именно в породах древних толщ, глубоких горизонтов или в тех интервалах разреза, которые претерпели значительные структурные перестройки. Поэтому в таких интервалах разреза большинство скоплений углеводородов распределено на пути миграции углеводородов от палеосвода к современному своду крупных структур, т.е. в пределах склонов современных структур или вдоль зон разломов и трещин.

Эта гипотеза нашла свое подтверждение в распределении месторождений Восточной Сибири, где доля залежей в неантиклинальных ловушках нефти и газа значительно превосходит долю пластово-сводовых залежей, традиционных для мезо-кайнозойских бассейнов. Некоторые представления о механизме формирования залежей нефти и газа на склоне Байкитской антеклизы будут представлены в данной статье.

Геологическое строение изучаемой территории

Район работ расположен в зоне сочленения структур первого порядка Восточно-Сибирской платформы и был выбран так, чтобы проследить условия формирования

* Ответственный автор: Екатерина Дмитриевна Сивкова
E-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

© 2019 Коллектив авторов

залежей на склонах крупных структур, таких как Байkitская антеклиза, Непско-Ботубинская антеклиза и разделяющих их впадин Ангаро-Ленской и Курейской. Среди структур второго порядка выделяются Катангская седловина, Собинско-Тэтэрский выступ и ряд других ступеней и выступов (рис. 1).

Архейско-нижнепротерозойский кристаллический фундамент вскрыт глубоким бурением на ряде площадей (Юрубченская, Куюмбинская, Байkitская, Ереминская, Хошонская, Верхне-Амунаканская) на глубинах 2-4 км. Осадочный чехол представлен отложениями рифейского, вендского, кембрийского и частично маломощными отложениями более молодого возраста, преимущественно ордовикского и пермско-триасового. Общая мощность отложений осадочного чехла во впадинах может превышать 7-10 км (рис. 2).

Рифейские комплексы имеют широкое распространение на Байkitской антеклизе, срезаясь, местами выклинаясь к Непско-Ботубинскому своду. В Курейской синеклизе, где отмечаются большие мощности палеозойских отложений, протерозойские породы практически не вскрыты. На восточном склоне Байkitской антеклизы рифейские отложения вскрыты на глубинах от 2 до 4 км. В пределах Байkitской антеклизы на южных окончаниях профилей I-I' и II-II', расположенных практически параллельно друг другу, отмечено разное строение фундамента и отсутствие отложений рифея в районе Бедошемского вала Байkitской антеклизы, что свидетельствует о структурных перестройках в позднерифейское время (рис. 2, 3). Современные абсолютные отметки кровли рифея изменяются от менее 2 км на Камовском своде и в Катангской седловине до 7 км и более в Туринской впадине и на южном борту Кочечумской впадины Курейской синеклизы. Под поверхность предвендского несогласия выходят различные части рифейских комплексов – от верхних до самых нижних (рис. 3). Амплитуда этого размыва

очень разнообразна и оценивается от первых сотен метров в пределах грабен до 2 и более км на горстах. Внутривендские структуры, затронутые складчатыми деформациями, проявляются по кровле рифея и затухают по вендским и вышележащим горизонтам.

Вендские комплексы вскрыты множеством скважин. Они с размывом и часто с угловым несогласием залегают на разновозрастных толщах рифея или на кристаллическом фундаменте. Нижняя часть венда сложена преимущественно терригенными породами, а верхняя – карбонатными и глинисто-карбонатными породами. В основании вендского разреза изучаемого района, согласно Стратиграфической схеме 1988 г., выделяют терригенные отложения ванаварской свиты непского горизонта, представленные неравномерным чередованием пестроцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов, иногда с прослоями гравелитов, брекчий и конгломератов в основании. Выше залегают терригенно-карбонатные и карбонатные отложения тирского горизонта, представленного оскобинской свитой (Vosk), нижнеданиловский подгоризонт – катангской (Vktg), среднеданиловский – собинской (Vsb) и верхнеданиловский – тэтэрской (V-Є1tt) свитами (Мельников, 2009).

В основании кембрийского разреза (если не учитывать верхнюю часть тэтэрской свиты) залегают галогенно-карбонатные породы усольской и ее возрастного аналога кочумдекской свит томмотского и нижней части атдабанского ярусов нижнего отдела.

Залегающая согласно на усольской бельская свита (средняя часть атдабанского и нижняя ботомского ярусов нижнего кембрия) четко разделяется на две подсвиты. Нижняя сложена известняками и доломитами, участками ангидритизированными? и практически на всей территории не содержит прослоев солей. В отличие от нее, верхняя подсвита повсеместно соленосна – пласты галита в ней чередуются с разнообразными карбонатами.

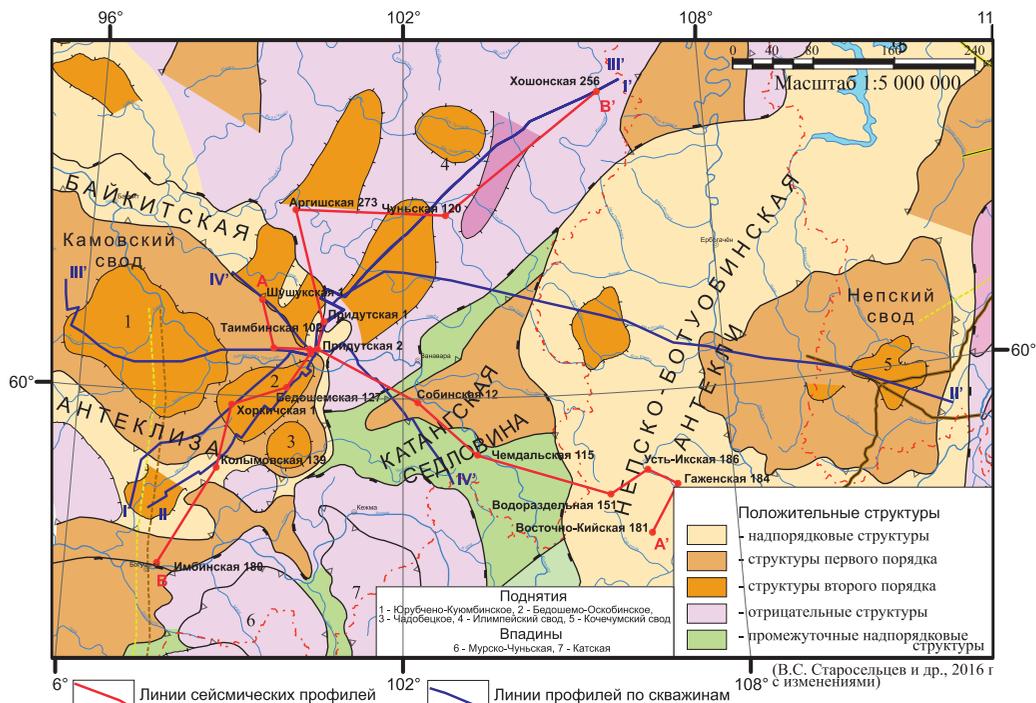


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты Восточной Сибири с расположением скважин и линий сейсмических профилей (по В.С. Старосельцеву, 2016 г.)

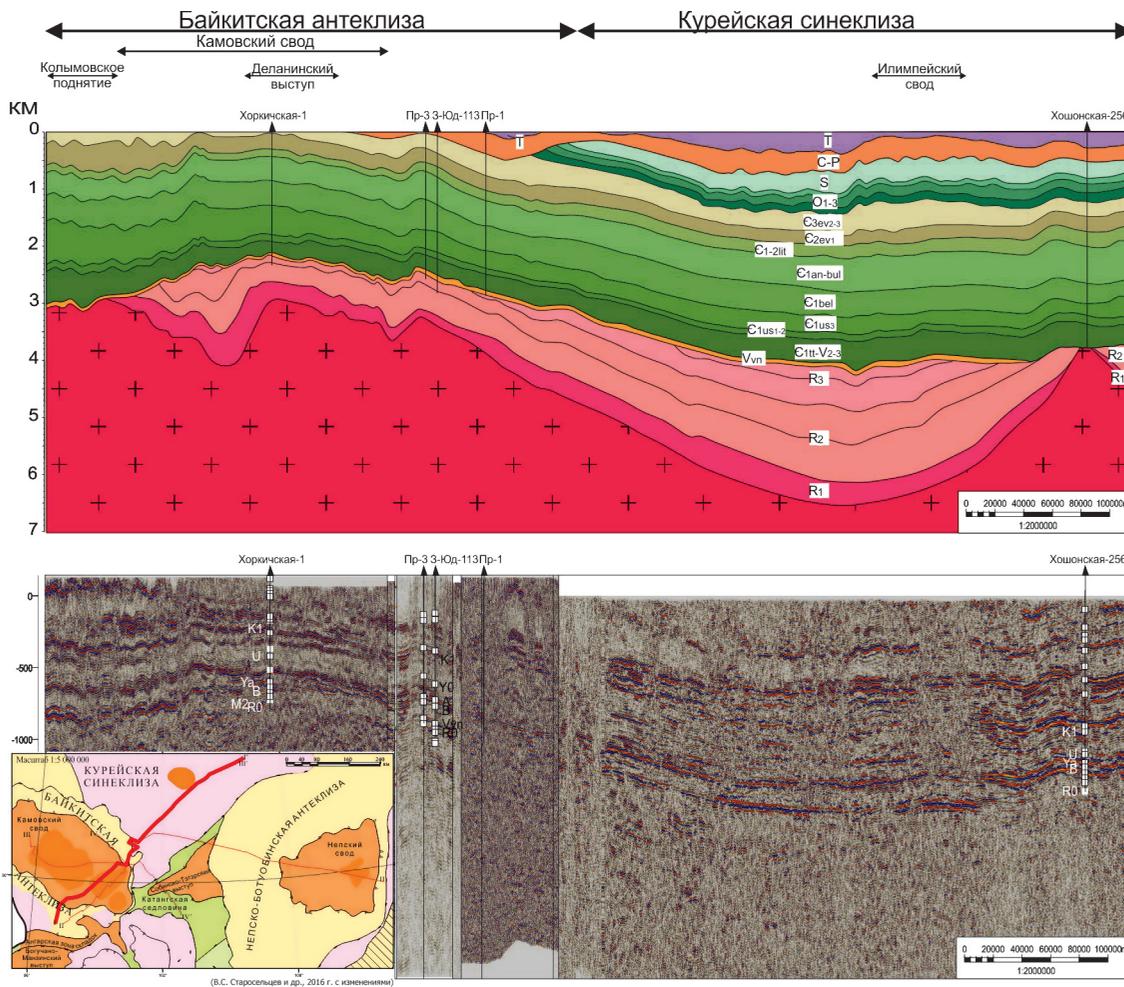


Рис. 2. Сейсмогеологический профиль по линии I-I'

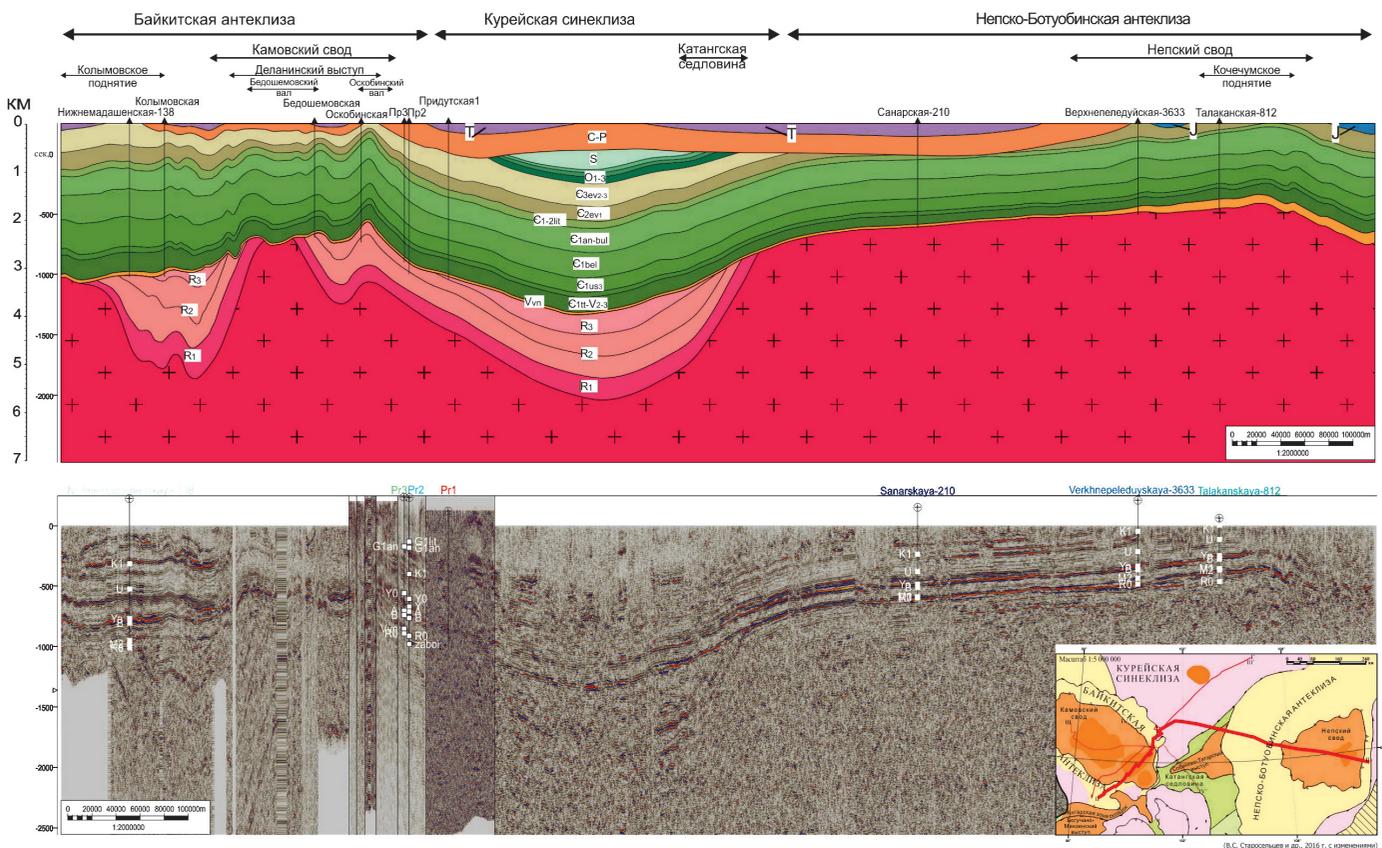


Рис. 3. Сейсмогеологический профиль по линии II-II'

Общая мощность бельской свиты в изучаемом районе достигает 500-600 м, постепенно увеличиваясь в северном направлении. Отложения булайской свиты (верхняя часть ботомского яруса) не содержат солей и представлены преимущественно доломитами, местами ангидритизированными. На всей территории участка разрез свиты имеет выдержанный состав и близкую мощность – порядка 70-80, реже до 100 м и более.

Вышележащая толща верхов нижнего отдела (тойонский ярус) и нижней части среднего (амгинский ярус) кембрия представлена разнообразными доломитами, чередующимися с пластами известняков, ангидритов, мергелей, аргиллитов и солей ангарской и литвинцевской свит. Венчает разрез кембрия пестроцветная толща чередования доломитов и известняков, местами водорослевых, а также мергелей, известковистых алевролитов и песчаников эвенкийской свиты и ее возрастных аналогов (олечиминская, летнинская и усть-пеляткинская свиты). В этой части разреза сульфатные породы практически отсутствуют, появляясь местами лишь в виде маломощных прослоев галита и гипса в нижней части. Свита относится к интервалу от майского яруса среднего кембрия до верхов верхнего отдела и имеет мощность от менее 200 м на юге до более 600 м на севере.

Вендско-кембрийские отложения, совместно с нижнепалеозойскими отложениями, где они присутствуют в разрезах, выделяются в самостоятельный структурный этаж, который облекает рифейские структуры и полого залегает на большей части изучаемой территории.

Вендско-кембрийские отложения слабо изменяются по мощности в пределах моноклиналей склонов и слабее затронуты разрывными нарушениями по сравнению с рифейским комплексом отложений.

Надкембрийские комплексы практически отсутствуют в пределах Байkitской антеклизы. Среднекаменноугольно-пермские отложения залегают с размывом на нижележащих и распространены значительно шире, чем ордовикские, силурийские и девонские (рис. 4). Здесь, как и повсеместно в Тунгусской синеклизе, отложения пермской и каменноугольной систем представлены чередованием песчаников, алевролитов, реже аргиллитов и углей. Разрез интенсивно насыщен интрузиями долеритов, вертикальная общая мощность которых достигает 200-400 м. Нижнетриасовые образования (тутончанская свита) распространены довольно широко. Они сложены разнообразными туфами с прослоями туфопесчаников, туфоалевролитов, перемежающихся с покровами базальтов. В пределах изучаемого региона надкембрийские отложения маломощны, что сильно затрудняет палеоструктурные реконструкции без привлечения разрезов смежных областей, где их мощность увеличивается до нескольких километров и более. По региональным тектоническим реконструкциям предполагается, что основные этапы эрозии происходили в течение раннего девона, позднего-девона-раннего карбона, в пермско-триасовое время и на завершающей стадии верхнемезозойского и кайнозойского этапов развития (Фролов, 2008).

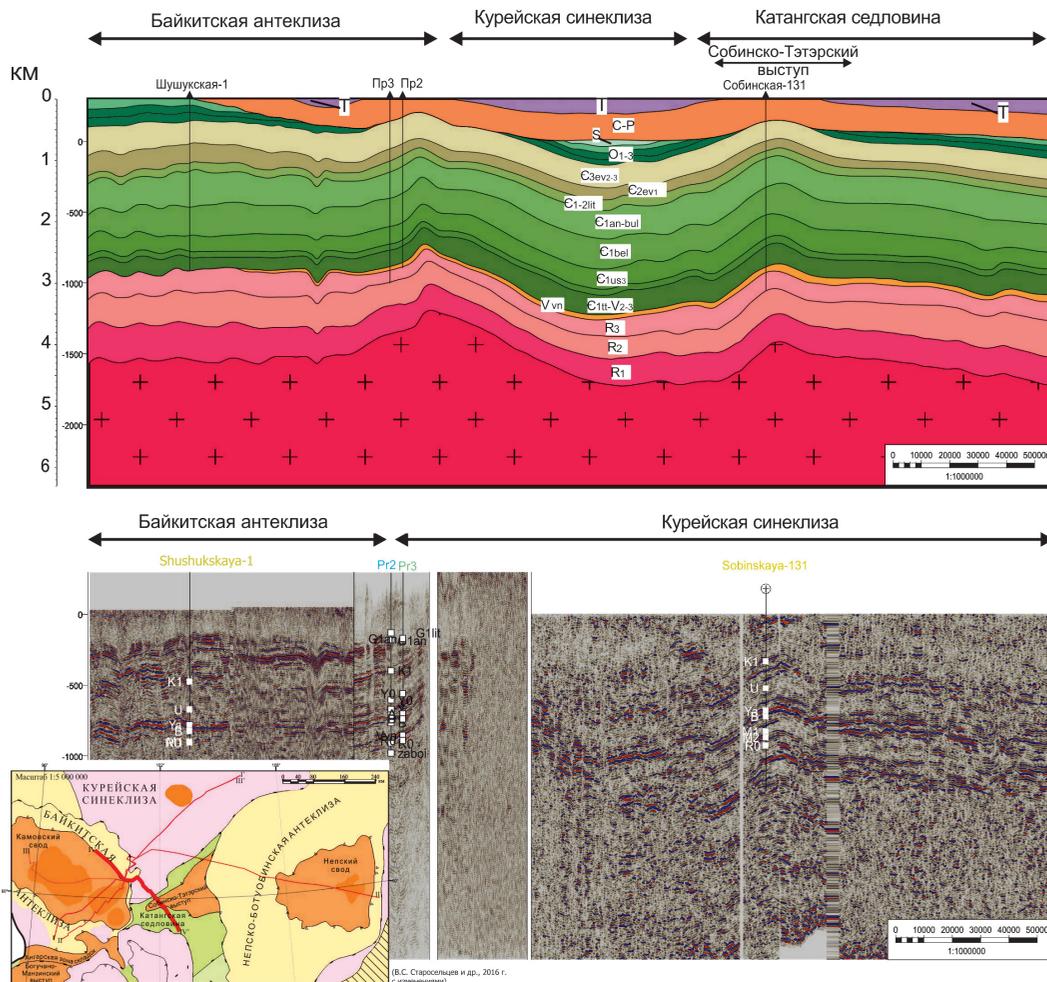


Рис. 4. Сейсмогеологический профиль по линии IV-IV'

Нефтегазоносность

Нефтегазоматеринские толщи. Изучение нефтегазоматеринского потенциала разреза осадочного чехла показало, что основные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) находятся в отложениях рифея. В рифейских породах Байкитской антеклизы наиболее выдержанные и обогащенные органическим веществом пачки аргиллитов, мергелей и глинистых доломитов обнаружены в отложениях мадринской и вздрэшевской толщ (средний рифей). Мощность этих пачек достигает 30-40 м, содержание $C_{\text{орг}}$ в них достигает 0,5-2%. Для этих отложений характерна высокая степень катагенетической преобразованности до стадий МК₄, водородный индекс изменяется в пределах 80-160 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Все это свидетельствует о хорошем начальном нефтегазоматеринском потенциале этих отложений (Филипцов и др., 2009).

Большой интерес представляет пачка аргиллитов ирэмкэнской свиты, относящаяся к верхней части верхнего рифея. Эта пачка представлена аргиллитами слабо доломитистыми темно-серыми и почти черными толщиной около 10 м. Содержание $C_{\text{орг}}$ 3,5-13,6%, водородный индекс 490-730 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (Тимошина, 2005). Содержание $C_{\text{орг}}$ пород этой пачки уникально высокое не только для Байкитской антеклизы, но и для всего разреза Сибирской платформы. Степень катагенетической преобразованности этих отложений соответствует МК₁-МК₂. Все это говорит о богатом нефтегазоматеринском потенциале аргиллитов ирэмкэнской толщи.

В отложениях ванаварской свиты (венд) отмечаются пачки аргиллитов темно-зеленовато-серых и темно-серых мощностью до 10-12 м, $C_{\text{орг}}$ может достигать 1,2%. В отложениях оскобинской свиты (венд), представленной глинистыми доломитами и мергелями доломитовыми, средневзвешанное содержание $C_{\text{орг}}$ составляет 0,2-0,5%. Встречаются отдельные прослои мощностью 10-50 см с содержанием $C_{\text{орг}}$ до 1,4%. Уровень катагенетической преобразованности отложений ванаварской и оскобинской свит в пределах Камовского свода составляет МК₂ (Филипцов и др., 2009). По направлению к более погруженным центральным частям Курейской синеклизы происходит увеличение уровня преобразованности до МК₃ и выше.

Вышезалегающие нижнекембрийские НГМТ, представленные в основном галогенно-карбонатными отложениями усольской, бельской, булайской и ангарской свит, характеризуются в целом резким снижением содержания $C_{\text{орг}}$ до 0,04-0,23%. Также в этих породах имеются отдельные слойки с содержанием $C_{\text{орг}}$ до 1-2%, толщина таких слойков достигает несколько сантиметров. Уровень катагенеза органического вещества этих отложений соответствует МК₁-МК₂ (Сауткин, 2016).

Бассейновое моделирование, выполненное для этой территории, показывает, что основная генерация углеводородов рифейскими толщами происходила еще в рифее, а вендскими – в кембрийское время. Пик генерации УВ для вздрэшевской и мадринской свит приходится на рифейское время до вендской эрозии. Выше залегающая ирэмкэнская свита начала генерировать УВ в позднем рифее, а пик генерации приходится на вендское и раннекембрийское время. Основным этапом эмиграции для ирэмкэнской НГМТ толщи наступил в кембрии, после вендского этапа эрозии, так что углеводородные флюиды,

сгенерированные ею, вполне могут быть обнаружены в резервуарах венда и палеозоя. Для вендских и кембрийских НГМТ время основной генерации УВ приурочено к кембрию, но количество сгенерированных ими УВ незначительно. Таким образом, основные нефтегазоматеринские толщи расположены в рифее и частично в венде.

После аккумуляции УВ, сгенерированных ниже-, средне рифейскими толщами, большая часть залежей была разрушена в результате предвендской эрозии и катагенетических процессов. УВ из остальных НГМТ сформировали залежи, часть из которых была полностью разрушена в процессе перестроек, а часть была переформирована в новые скопления как в рифейских толщах, так и в более молодых. Таким образом, часть углеводородов, из рифейских НГМТ, генерировавших в разное время, была сохранена до сегодняшнего времени в структурах современных залежей, несмотря на структурную перестройку на границе рифея, венда и последующие.

В венд-кембрийских отложениях залежи сформировались преимущественно за счет вторичной миграции углеводородов из нижележащих рифейских скоплений нефти и газа. Следы миграции и разрушения залежей подтверждаются многочисленными нафтидопроявлениями асфальтенитов, встреченных в рифейских толщах, а также в терригенных вендских отложениях, которые были первыми на пути миграции флюидов из богатых углеводородами рифейских толщ.

Нефтегазоносность терригенной части вендских отложений была установлена еще в начале 1950-х гг. Такие выводы были сделаны в ходе геологоразведочных работ на территории Ангаро-Ленской ступени и Присяно-Енисейской синеклизы, находящихся южнее района исследования. В ходе дальнейших геологоразведочных работ в 1961 г. открыто Атовское месторождение и в 1962 г. – Марковское, которые первыми доказали промышленную значимость терригенной части вендского комплекса Сибирской платформы. Далее был открыт ряд месторождений на территории Непско-Ботуобинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени, основные залежи которых приурочены к песчаникам вендского комплекса: Верхневилочанское, Среднеботуобинское, Ярактинское, Братское, Верхнечонское и др. (Мельников, 1977).

В 1980 г. на юго-западе Байкитской НГО открыто Оморинское месторождение (Битнер и др., 1990), залежи которого сосредоточены в песчаниках венда. В 1981 г. из скважины Ванаварская 5, Собинской площади получены притоки газа и конденсата дебитом соответственно 174,5 тыс. м³/сут и 16,95 м³/сут. При дальнейших работах в этом районе открыты Собинское и Пайгинское нефтегазоконденсатные месторождения, получены притоки нефти в скважинах Тэтэрской, Ереминской, Джелиндуконской, Верхнеджелиндуконской и других площадей. В резервуаре выделяется от двух до шести пластов-коллекторов, открытая пористость которых изменяется от 2 до 21%. Интервал непского горизонта здесь изучен наиболее детально.

В 1982 г. открыто крупнейшее Юрубчено-Тохомское месторождение, расположенное в осевой части Байкитской антеклизы, основные запасы нефти и газа которого стратиграфически приурочены к рифейским отложениям. Это послужило увеличению объемов геологоразведочных работ на территории Байкитской НГО в целом. Затем

в пределах Юрубчено-Тохомской зоны из ванаварской свиты были получены промышленные притоки УВ на Юрубченской, Вэдрэшевской, Подпорожной и Исчухской площадях и открыты залежи-спутники Юрубчено-Тохомского месторождения. Пористость в коллекторах ванаварской свиты изменяется от 7,5 до 13%, в редких случаях до 18,5% (Мельников и др., 2017). В скважине Подпорожная 106 при испытании ванаварского интервала получено 50 л нефти, но поисковые работы в пределах этой площади не были продолжены в связи со сложностью прогноза зоны улучшенных коллекторов по данным сейсморазведки. В скважине Исчухская 1 при испытании ванаварской свиты был получен слабый приток газа с пластовой жидкостью.

Первая самостоятельная залежь в песчаниках ванаварской свиты с промышленным притоком газа с конденсатом на территории Байкитской НГО была открыта в 2011 г. на Придудтской площади, где скважина Придудтская 2 дала промышленный приток газа. Впоследствии открыто Ново-Юдуконское газоконденсатное месторождение.

Строение терригенного резервуара вендской системы

Особый интерес к строению вендского терригенного разреза (ванаварская свита) связан с тем, что он залегает непосредственно над рифейским очагом нефтегазообразования и первый принимает углеводороды, поступающие из нижележащих толщ. Для изучения изменений мощностей и геологического строения терригенного венда были построены региональные профили по скважинам, увязывающие крупные тектонические элементы. Первый региональный профиль простирается в юго-восточном направлении от Байкитской до Непско-Ботуобинской антеклизы, проходя через Катангскую седловину. Второй региональный профиль простирается в северо-восточном направлении, пересекая Байкитскую антеклизу, и уходит в Курейскую синеклизу вдоль Непско-Ботуобинской антеклизы (рис. 1).

Разрез ванаварской свиты был разделен на четыре пачки (нумерация снизу вверх), в зависимости от условий их образования, сменяющихся в процессе развития трансгрессии от континентальных к морским. Нижняя пачка (I) сложена коллювиально-делювиальными и флювиальными отложениями, представленными смешанными красновато-коричневыми глинисто-алевролитовыми породами, неравномерно расслоенными приливными песчаниками и смешанными гравийно-песчаными интракластовыми отложениями временных потоков. Иногда выделяются ангидритизированные пропластки мощностью до 1 метра. Осадконакопление отложений пачки происходило в условиях резкого похолодания, когда часть территории покрылась ледниками, которые в процессе таяния значительно преобразовали рельеф поверхности платформенных поднятий, сформировав крупные эрозионные врезы. Врезы заполнялись ледниковыми грубообломочными отложениями. Такие отложения наблюдаются во многих скважинах, где происходит резкое увеличение мощности непского горизонта за счет нижней части разреза. Ввиду своего генезиса, отложения первой пачки распространены фрагментарно. Они отсутствуют в пределах Байкитской антеклизы и присутствуют только на восточном и южном склонах – в палеопрогибах (рис. 5).

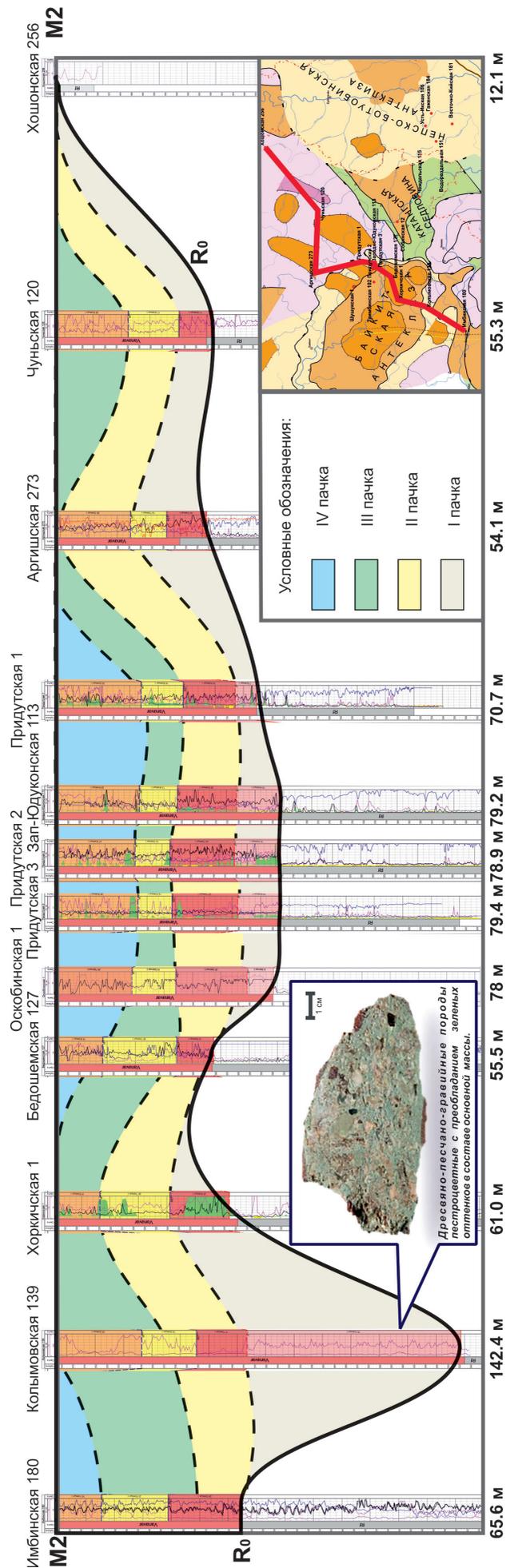


Рис. 5. Корреляция пачек ванаварской свиты по профилю В с выравниванием на кровлю свиты и выделением коллекторов

Вторая пачка ванаварской свиты (II) образовалась в обстановках континентальной и прибрежной седиментации. Нижняя ее часть представлена чередованием разнотермных песчаников и глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть пачки формировалась в более мелководных условиях во время относительного понижения уровня моря и сложена песчаниками крупно- и крупно-среднезернистыми, которые перекрыты переслаиванием песчаников и алевролитов (рис. 6). Отложения пачки накапливались в условиях достаточно расчлененного дна бассейна осадконакопления. На западе существовала денудационная суша, сложенная отложениями рифея и кристаллического фундамента (центральная часть Байкитской антеклизы) (Масленников, 2015). А на склонах Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз существовали приливно-отливные условия осадконакопления.

Верхняя толща, включающая третью и четвертую пачки ванаварской свиты, была образована в более спокойной гидродинамической среде. Во время накопления третьей пачки (III) происходила смена приливной и мелководной седиментации, что отражено в ее составе в виде чередования алеврито-песчаных и алеврито-глинистых прибрежно-морских отложений. Иногда в разрезе отмечаются маломощные аккумулятивные формы, свидетельствующие о проявлении условий подвижного мелководья. Трансгрессивная толща четвертой пачки формировалась при последовательной смене приливной, прибрежной и мелководной обстановок седиментации, что отражается в постепенной смене алевритово-песчаных отложений глинисто-песчано-алевролитовыми, завершая разрез преимущественно глинистыми породами. В период образования четвертой пачки (IV) условия морской седиментации установились практически повсеместно за исключением крупных сводовых поднятий Байкитской суши. Во второй половине вендского периода терригенное осадконакопление сменяется карбонатным (Сивкова и др., 2018).

Модель формирования залежи в терригенных отложениях ванаварской свиты на склоне Байкитской антеклизы

Несмотря на хорошо прослеживаемую региональную цикличность в строении и условиях формирования резервуаров ванаварской свиты, свойства и продуктивность их изменяются от скважины к скважине. В большинстве случаев месторождения расположены на склонах, однако скважины, пробуренные в своде, в основном сухие, а скважины, расположенные гипсометрически ниже, дают притоки нефти или газа. Для понимания направления миграции углеводородов и процесса формирования и перестройки залежей на восточном склоне Байкитской антеклизы была проведена реконструкция структурного плана на различные этапы геологического развития территории (рис. 7). При этом учитывались не только раннепалеозойские структурные перестройки, выявленные по изменению мощности осадочного чехла кембрийско-ордовикских отложений, но и смоделированы структурные перестройки позднепалеозойского и мезо-кайнозойского этапов развития с учетом регионального строения всего бассейна. При этом активно использовались накопленные за многие годы труды геологов МГУ имени М.В. Ломоносова (Фролов и др., 2008), СНИИГИМС

(Старосельцев, 2015; Мельников, 1977), ИНГТ СО РАН (Верниковский и др., 2009), Харахинова В.В. и др.

Анализ мощностей рифейских и венд-кембрийских отложений показал, что в ранневанаварское время в районе современного Бедошето-Оскобинского вала (зона сочленения Байкитской антеклизы и Катангской седловины) существовало небольшое поднятие по рифейскому комплексу. В усольское время в отложениях ванаварской свиты начала формироваться антиклинальная структура (рис. 7), а уже в раннеангарское время (средний кембрий) сформировалась крупная антиклинальная ловушка, выделяющаяся по данным сейсморазведки. Результаты моделирования углеводородных систем свидетельствуют о том, что формирование залежи в ванаварских отложениях и аккумуляция углеводородов в антиклинальной ловушке начались в позднекембрийское время и продолжались вплоть до девонского периода. Формирование древней крупной пластово-сводовой залежи подтверждается наличием остатков битума (окисленной нефти) в пустотном пространстве рифея и ванаварской свиты, обнаруженные при исследовании кернового материала скважин восточного склона Байкитской антеклизы (рис. 8). В мезозойско-кайнозойское время окончательно сформировался современный структурный план с образованием Бедошето-Оскобинского вала и моноклинальным залеганием продуктивных отложений ванаварской свиты.

Как уже упоминалось ранее, аккумуляция углеводородов в рассмотренных антиклинальных ловушках продолжалась вплоть до начала активной структурной перестройки в девонское время, после чего началось многоступенчатое переформирование палеозалежей УВ.

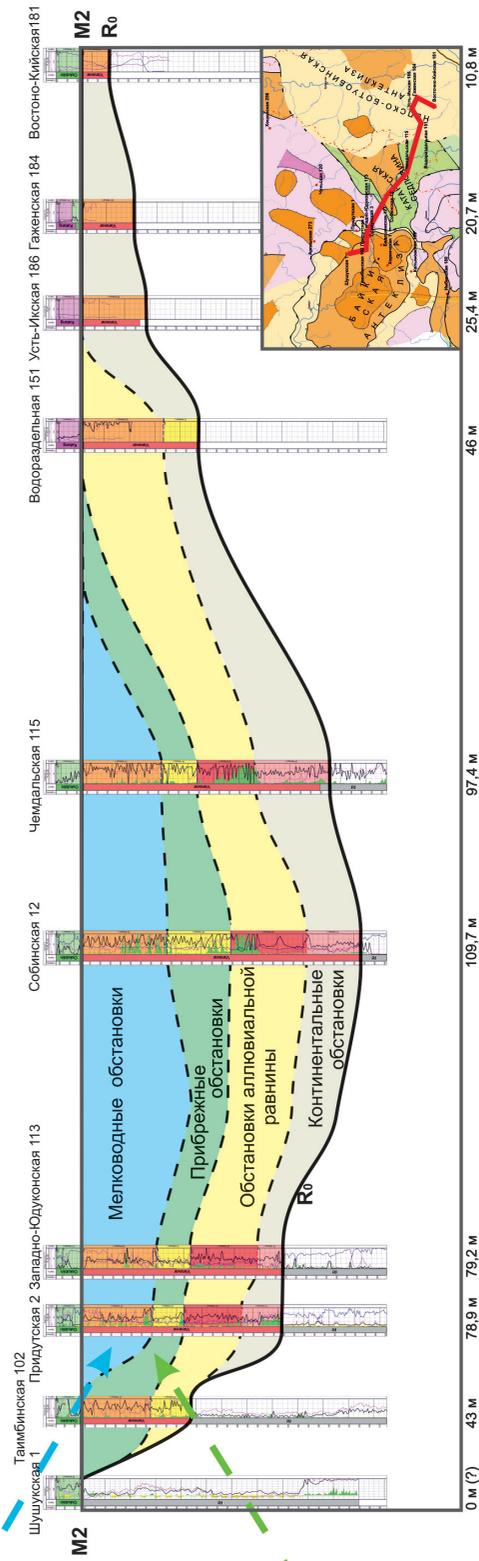
Детальные исследования шлифов и ГИС позволили выявить вторичные изменения в литологическом составе и структуре пород, свидетельствующие о разрушении и неоднократном переформировании залежи. В пределах структуры по повышенному значению окварцевания – 10-15%, при фоновом – 2-5%, выделены несколько уровней древних водо-нефтяных контактов (палео-ВНК), которые изменили коллекторские свойства пласта (рис. 9). Помимо зон с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами выделены абсолютно непроницаемые зоны, где пустотное пространство полностью залечено аутигенными минералами и кварцем, зачастую создавая непроницаемый экран для флюида.

Повышенное окварцевание (рис. 9) связано с изменением состава вод на границе водо-нефтяного контакта и залечиванием пустотного пространства в терригенных отложениях, где эффективная пористость отсутствует. Скважины, расположенные между зонами древнего палео-ВНК дали приток нефти, по-видимому, запечатанный в литологической ловушке. Косвенно подтверждающим миграцию углеводородов из рифейских резервуаров можно считать факт наличия притоков нефти в скважинах отдельно из рифейских и вендских толщ.

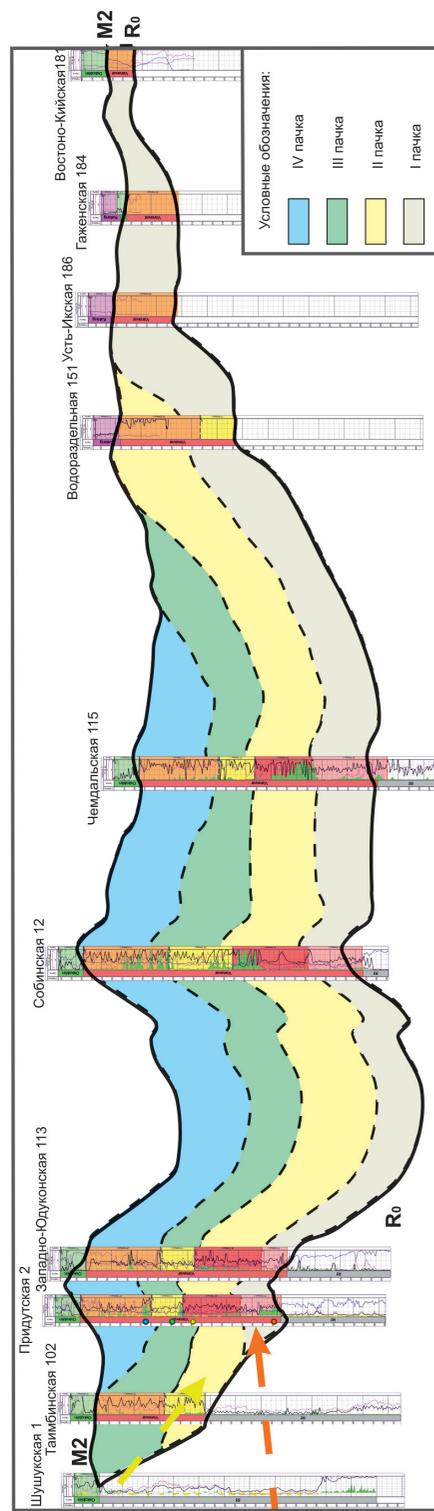
Выводы

Многочисленные тектонические перестройки на границе рифея и венда, в девонское время, в пермско-триасовое и мезо-кайнозойское время, триассовый трапповый вулканизм и последующая пенепленизация бассейна полностью изменили структурный план Восточной Сибири.

Палеогеографический разрез обстановок осадконакопления



Современное строение отложений непского горизонта



Мелководно-морская обстановка осадконакопления



Линзовидное чередование ритмов алевритово-песчаного и алевролитового состава.

Прибрежная и приливо-отливная равнина



Ритм песчано-гравийной со сложной разнонаправленной косої слоистостью.

Аллювиальная равнина



Ритмы алевролитово-песчаные с параллельной косої и косинусоидной слоистостью.

Континентальная обстановка осадконакопления



Гравийно-песчано-глинистая порода

Рис. 6. Схематический разрез обстановок осадконакопления

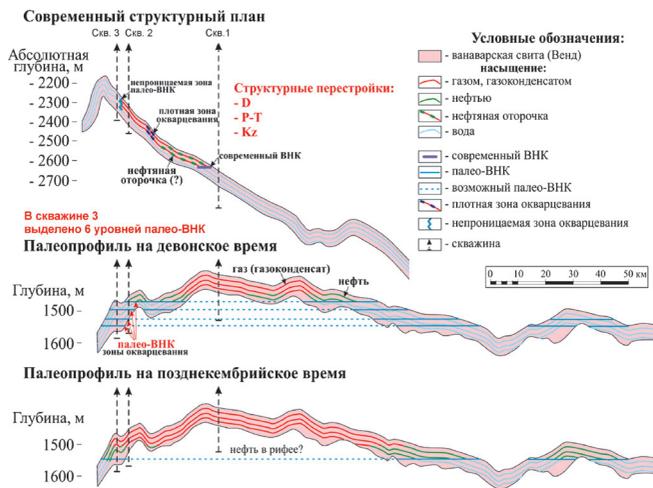


Рис. 7. Модель формирования месторождения в терригенных отложениях ванаварской свиты

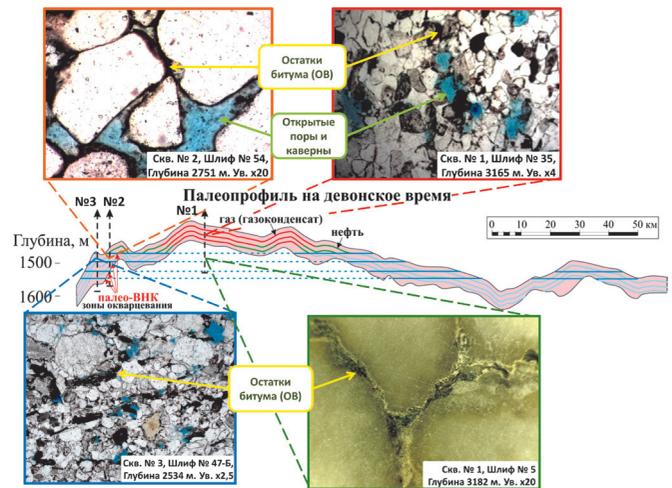


Рис. 8. Фотографии шлифов с наличием битума и открытой пористости

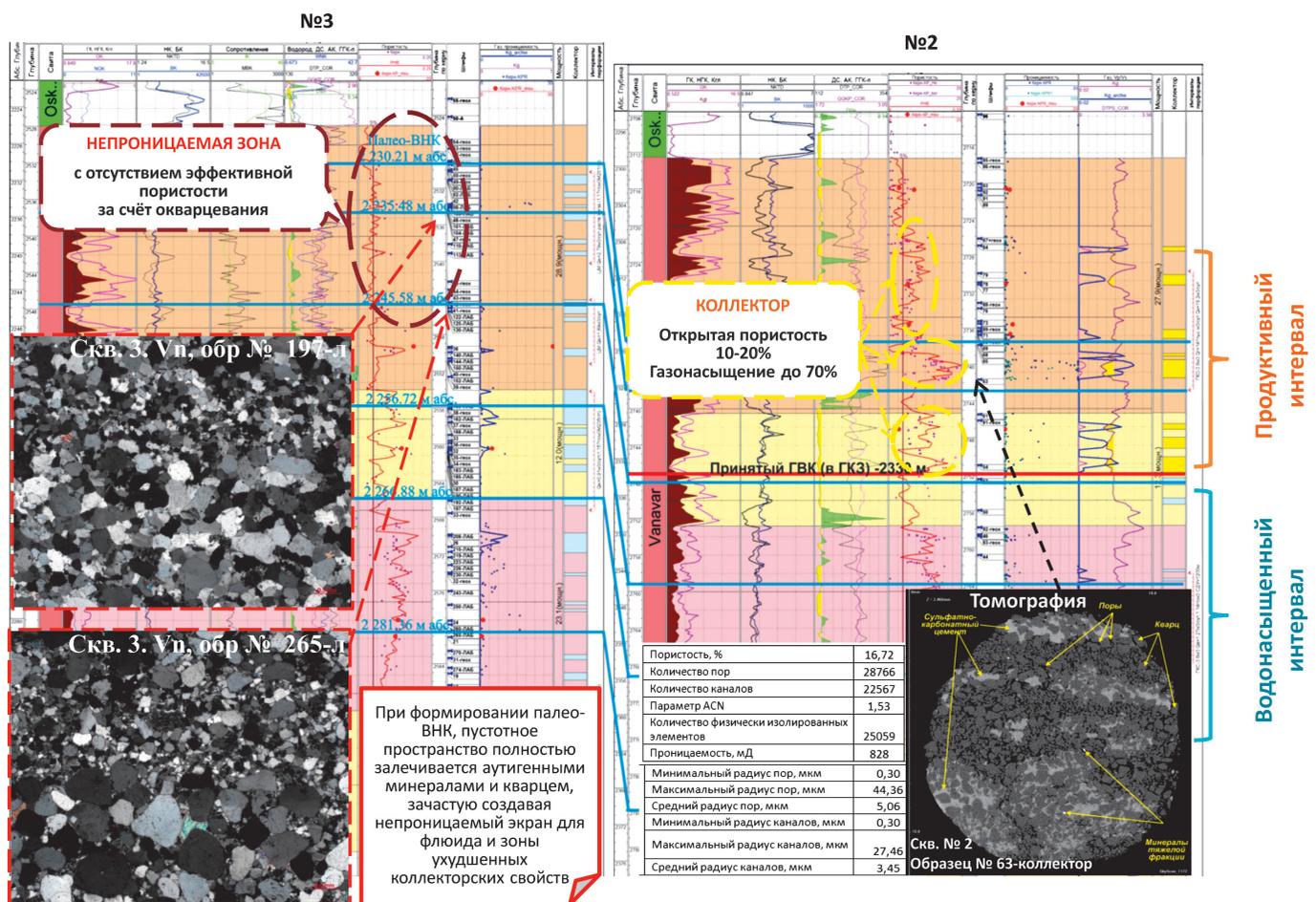


Рис. 9. Выделение продуктивных интервалов в ванаварской свите

Первоначально сформировавшиеся в кембрии-раннем палеозое древние углеводородные скопления претерпели изменения. Часть из них была разрушена, а часть многоступенчато мигрировала, формируя новые залежи нефти и газа.

В течение этапа относительной стабилизации региона и флюидных скоплений на границе разных фаз – газ, нефть и вода, происходили вторичные литологические изменения пород, изменяя пустотное пространство до полного его заполнения вторичными минералами. При этом порода теряла емкостно-фильтрационные свойства и становилась практически непроницаемой для флюидов.

Последующие периоды структурных перестроек активизировали процессы миграции углеводородов из залежей. Однако резервуар, обладавший первоначально емкостно-пустотным пространством, в силу вторичных литологических процессов начинал выполнять роль флюидоупра, запечатывая залежь в литологических ловушках. Данный процесс мог повторяться неоднократно на протяжении фанерозойской истории развития бассейна, разобщая некогда единую крупную антиклинальную залежь на более мелкие, запечатанные в литологические ловушки, залежи. Часть углеводородов

смогла найти пути беспрепятственной миграции к новым антиклинальным структурам, сформированным на более поздних этапах геологической истории развития бассейна. Однако большая часть скоплений нефти и газа, осталась запечатанной в литологических ловушках на пути миграции углеводородов.

Литература

Битнер А.К., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л. и др. (1990). Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы. Красноярск: ПГО «Енисейнефтегазгеология», КФ СНИИГГиМС, 114 с.

Верниковский В.А., Казанский А.Ю., Матушкин Н.Ю., Метелкин Д.В. (2009). Геодинамическая эволюция складчатого обрамления и западная граница Сибирского кратона в неопротерозое: геолого-структурные, седиментологические, геохронологические и палеомагнитные данные. *Геология и геофизика*, 50(4), с. 502-519. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.014>

Масленников М.А. (2015). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ванаварской свиты на территории Байкитской нефтегазональной области. *Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук*. Новосибирск: СНИИГГиМС, 47 с.

Мельников Н.В. (1977). Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции. М: Недра, 205 с.

Мельников Н.В., Боровикова Л.В., Смирнов Е.В., Худорожков В.Г. (2009). Перспективные на нефть, зоны и объекты Сибирской платформы: Сборник научных трудов. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 62-70.

Мельников Н.В., Смирнов Е. В., Масленников М.А., Прошко А.Н., Боровикова Л.В. (2017). Геологические предпосылки прироста минерально-сырьевой базы Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи. *Геология и геофизика*, 58(3-4), с. 586-601. DOI: 10.15372/GiG20170321

Сауткин Р.С. (2016). Формирование и свойства карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. М: МГУ им. М.В. Ломоносова, с. 28-29.

Сивкова Е.Д., Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Ступакова А.В. (2018). Выявление зависимостей изменения мощностей и свойств отложений ванаварской свиты в зоне сочленения Байкитской антеклизы и Катангской седловины. *Ученые записки Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. География. Геология*, 4(1), с. 175-180.

Старосельцев В.С. (2009). Структурно-тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. ФГУП «СНИИГГиМС».

Тимошина И.Д. (2005). Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 166 с.

Филиппов Ю.А., Старосельцев В.С. (2009). Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы. *Геология нефти и газа*, 6, с. 40-56.

Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Крылов О.В., Ахманов Г.Г. (2008). Палеогеографический контроль формирования природных резервуаров верхневендско-кембрийских отложений Сибирской

платформы и прогноз нефтегазоносности северо-западных районов на основе моделирования процессов генерации и миграции УВ. М: МГУ имени М.В. Ломоносова, 310 с.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания, способствующие улучшению статьи.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, директор Института перспективных исследований нефти и газа, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

E-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Игорь Игоревич Хведчук – главный геолог

ПАО «Красноярскгазпром»

Россия, 123098, Москва, пл. Академика Курчатова, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – старший научный сотрудник, кандидат геол.-мин. наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

E-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Наталья Ивановна Коробова – ассистент, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Екатерина Дмитриевна Сивкова – аспирант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

E-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

Статья поступила в редакцию 02.04.2019;

Принята к публикации 23.04.2019;

Опубликована 20.05.2019

IN ENGLISH

Reforming of deposits in ancient oil and gas basins (on the example of deposits of the Baikit antecline eastern slope of the Siberian Platform)

A.V. Stoupakova¹, I.I. Khvedchuk², R.S. Sautkin¹, N.I. Korobova¹, E.D. Sivkova^{1*}

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²PJSC «Krasnoyarsk Gazprom», Krasnoyarsk, Russian Federation

*Corresponding author: Ekaterina D. Sivkova, e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

Abstract. The paper considers the stages of formation of modern deposits within the south-western part of the Lena-Tungusky oil-bearing basin. The main oil and gas source strata capable of generating hydrocarbons are described, the structure of the terrigenous reservoir is considered, a model of deposits formation is developed. The secondary transformation of the reservoir in the zone of development of paleo water-oil

contacts, which completely seal the void space, are revealed. The presence of several paleo water-oil contacts is evidence of multi-stage reshaping of deposits. After changing the structural plan in the Paleozoic-Mesozoic time, these zones operate as lithologic impermeable beds. Accordingly, most of the generated hydrocarbons are distributed on the migration path within the slopes of modern large structures and in the

reformed non-anticlinal traps. The study of the migration paths of hydrocarbons from generation to accumulation and features of secondary transformations made it possible to establish the presence of a complex multi-stage re-formation of paleo-deposits and identify the mechanisms of their formation.

Keywords: reforming of deposits, Eastern Siberia, Baikit anticline, Nepskian horizon, Vanavarskian suite, paleo-water-oil contact, paleoreconstruction, change in reservoir properties, secondary transformations of rocks, change in void space

Recommended citation: Stoupakova A.V., Khvedchuk I.I., Sautkin R.S., Korobova N.I., Sivkova E.D. (2019). Reforming of deposits in ancient oil and gas basins (on the example of deposits of the Baikit anticline eastern slope of the Siberian Platform). *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 31-41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41>

References

- Bitner A.K., Krinin V.A., Kuznetsov L.L. et al. (1990). Neftegazonosnost' drevnikh produktivnykh tolshch zapada Sibirskoy platformy [Oil and gas bearing of ancient productive strata of the West Siberian platform]. Krasnoyarsk: PGO «Eniseyneftegazgeologiya», KF SNIIGGiMS, 114 p. (In Russ.)
- Filipstov Yu.A., Staroseltsev V.S. (2009). Riphean troughs – main sources of oil and gas in the western part of the Siberian platform. *Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas*, 6, pp. 40-56. (In Russ.)
- Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Krylov O.V., Akhmanov G.G. (2008). Paleogeograficheskiy kontrol' formirovaniya prirodnykh rezervuarov verkhnevendsko-kembriyskikh otlozheniy Sibirskoy platformy i prognoz neftegazonosnosti severo-zapadnykh rayonov na osnove modelirovaniya protsessov generatsii i migratsii UV [Paleogeographic control of natural reservoirs formation of Upper Endia-Cambrian deposits of the Siberian Platform and oil and gas potential of the North-Western areas based on the modeling of the processes of generation and migration of hydrocarbons]. Moscow: MSU, 310 p. (In Russ.)
- Maslennikov M.A. (2015). Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti vanavarskoy svity na territorii Baykitskoy neftegazonosnoy oblasti [Geological structure and oil and gas potential of the Vanavarian suite in the territory of the Baikit oil and gas region]. Avtoref. diss. kand. geol.-min. nauk. [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 47 p. (In Russ.)
- Melnikov N.V. (1977). Geologiya i neftegazonosnost' Leno-Tunguskiy provintsii [Geology and petroleum potential of the Leno-Tungus province]. Moscow: Nedra, 205 p. (In Russ.)
- Melnikov N.V., Borovikova L.V., Smirnov E.V., Khudorozhkov V.G. (2009). Perspektivnye na neft', zony i ob"ekty Sibirskoy platformy: Sbornik nauchnykh trudov [Perspective for oil, zones and objects of the Siberian platform: Col. papers]. Novosibirsk: SNIIGGiMS, pp. 62-70. (In Russ.)
- Melnikov N.V., Smirnov E. V., Maslennikov M.A., Protsko A.N., Borovikova L.V. (2017). Geologic prerequisites for increment of the mineral resources base of the Yurubchen-Kuyumba petroleum production center. *Geologiya i geofizika = Russian geology and geophysics*, 58(3-4), pp. 586-601. (In Russ.) DOI: [10.15372/GiG20170321](https://doi.org/10.15372/GiG20170321)
- Sautkin R.S. (2016). Formirovaniye i svoystva karbonatnykh kolektorov rifeya Yurubcheno-Tokhomskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Formation and properties of carbonate reservoirs of the Riphean of the Yurubchen-Tokhom oil and gas condensate field]. *Diss. kand. geol.-min. nauk* [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: MSU, pp. 28-29. (In Russ.)
- Sivkova E.D., Korobova N.I., Sautkin R.S., Stupakova A.V. (2018). Identification of change dependences of thickness and properties of the deposits of the Vanavarian suite in the junction zone of the Baikit anticline and the Katanga saddle. *Uchenye zapiski Krymskogo federal'nogo universiteta im. V.I. Vernadskogo. Geografiya. Geologiya*, 4(1), pp. 175-180. (In Russ.)
- Staroseltsev V.S. (2009). Strukturno-tektonicheskaya karta neftegazonosnykh provintsiy Sibirskoy platformy [Structural-tectonic map of oil and gas provinces of the Siberian platform]. FGUP «SNIIGGiMS».
- Timoshina I.D. (2005). Geokhimiya organicheskogo veshchestva nefteproduktivnykh porod i neftey verkhnego dokembriya yuga Vostochnoy Sibiri [Geochemistry of organic matter of petroleum producing rocks and oils of the Upper Precambrian of the South Eastern Siberia]. Novosibirsk: SO RAN Publ, GEO, 166 p. (In Russ.)
- Vernikovskiy V.A., Kazanskiy A.Yu., Matushkin N.Yu., Metelkin D.V. (2009). The geodynamic evolution of the folded framing and the western margin of the Siberian craton in the Neoproterozoic: eological, structural, sedimentological, geochronological, and paleomagnetic data. *Geologiya i geofizika = Russian geology and geophysics*, 50(4), pp. 502-519. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.014>

About the Authors

Antonina V. Stoupakova – Director of the Advanced Petroleum Institute, DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
E-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

Igor I. Khvedchuk – Chief Geologist
PJSC «Krasnoyarsk Gazprom»
1, Ac. Kurchatov sq., Moscow, 123098, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Senior Researcher, PhD (Geology and Mineralogy), Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
E-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Natalia I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ekaterina D. Sivkova – PhD student, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
E-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

Manuscript received 2 April 2019;

Accepted 23 April 2019;

Published 20 May 2019